

# Supervisão de Sistemas de Microgeração Fotovoltaicos: Uma Abordagem de Baixo Custo

Giullio M. M. Silva\*. Thiago S. Rocha\*\*. Domingos S. L. Simonetti\*\*\*

\*Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 29075-910, Brasil

(e-mails: \*giullio.silva@aluno.ufes.br; \*\*thiagosalesrocha@live.com; \*\*\*d.simonetti@ele.ufes.br)

**Abstract:** This work presents a proposal for a low-cost system for automatic supervision in photovoltaic microgeneration. In general, the existing systems are not attractive in low power applications, due to the high cost involved in the equipment. In order to present the proposed methodology, the usual types of supervision, the used methods and the problems that may be encountered are treated first. In the developed approach, the analysis of the photovoltaic plant is done only using the electrical data already provided by the inverter, and also making use of climatic data that can be obtained without additional costs to the project, which allows to carry out several plant diagnostics without burdening the system. The flowchart for handling the information is presented, and the proposal is applied to a 7.5 kWp microgeneration, demonstrating the operation of the presented supervisory system.

**Resumo:** Esse trabalho apresenta uma proposta de sistema de baixo custo para supervisão automática em microgeração fotovoltaica. Em geral os sistemas existentes não são atrativos em aplicações de menor potência, devido ao alto custo envolvido dos equipamentos. Para apresentar a metodologia proposta, primeiro são tratados os tipos de supervisão usuais, os métodos utilizados e os problemas que podem ser encontrados. Na abordagem desenvolvida, a análise da planta fotovoltaica é feita apenas com os dados elétricos já disponibilizados pelo inversor, e também fazendo uso de dados climáticos que podem ser obtidos sem custos adicionais ao projeto, o que permite realizar diversos diagnósticos da planta sem onerar o sistema. É apresentado o fluxograma de tratamento das informações, e a proposta é aplicada a uma microgeração de 7,5 kWp, demonstrando a operação do sistema supervisorio apresentado.

**Keywords:** Automatic supervision system; Shading; Maximum expected energy; Temperature correction; Solar energy; photovoltaic panels.

**Palavras-chaves:** Sistema de supervisão automático; Sombreamento; Energia estimada máxima; Correção de temperatura; Energia solar; Painéis fotovoltaicos.

## 1. INTRODUÇÃO

A utilização de energias renováveis solar e eólica tem crescido a olhos vistos a nível mundial e, mais recentemente, no Brasil, onde atualmente representa 9,06% (eólica) e 1,7% (solar) da matriz elétrica brasileira, ainda liderada pela hídrica (63,2%) (ANEEL, 2020). Entretanto, a capacidade instalada de energia fotovoltaica é ainda maior, já que a geração distribuída (micro e minigeração) não é contabilizada na matriz elétrica, apenas as gerações concentradas (mercado regulado). O crescimento da inserção de geração elétrica fotovoltaica no Brasil, concentrada e distribuída, de 2017 a maio de 2020 (ABSOLAR, 2020; ANEEL, 2020A), pode ser vista na Fig. 1.

A geração fotovoltaica é preponderante na geração distribuída, respondendo por 93,9% do total de potência instalada, com mais de 244.000 unidades. É apresentada, no gráfico da Fig 2.a, a potência por fonte de geração distribuída como em 02/06/2020, e na Fig. 2.b, a quantidade de unidades geradoras referentes a cada fonte (ANEEL, 2020B), A escala vertical, para efeitos de visualização, é logarítmica.

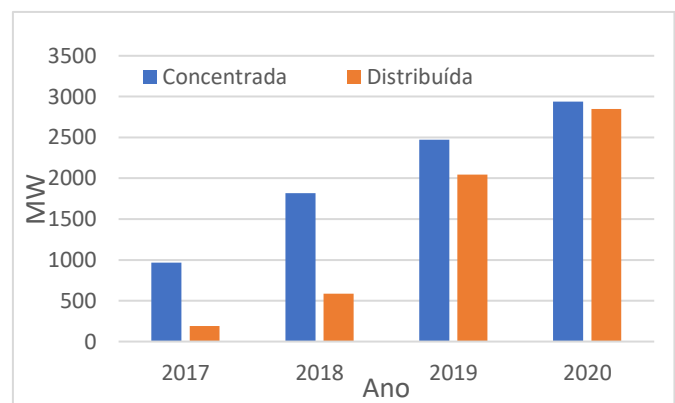
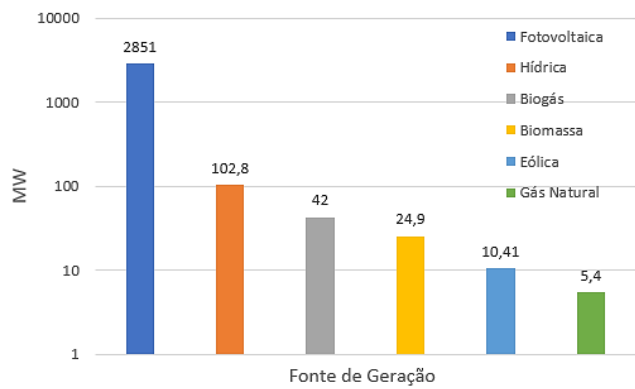
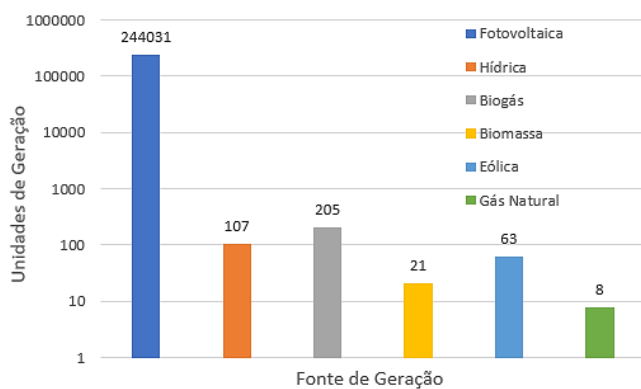


Fig. 1: Evolução da geração fotovoltaica concentrada e distribuída no Brasil, entre 2017 e 2020 (ABSOLAR 2020) e (ANEEL 2020A).

A energia solar tem se destacado pela implantação de inúmeras unidades de pequena potência, sendo preponderante a instalação em residências, seguido por instalações comerciais e de serviço.



(a)



(b)

Fig. 2: (a) Potência por fonte de geração; (b) Unidades geradoras por fonte de geração (ANEEL 2020B).

Neste contexto, um fator cuja importância tem crescido é a utilização de estratégias de supervisão automáticas de plantas solares (Silvestre 2018), a fim de garantir uma maior confiabilidade e eficiência ao sistema. Sistemas de controle e supervisão já são utilizados em grandes plantas, pois o custo associado a esses equipamentos é pequeno quando comparado ao custo total do empreendimento. Normalmente, tais sistemas são utilizados por meio de programas como *Supervisory and Data Acquisition* (SCADA), mas a tendência é que no futuro próximo outros sistemas de supervisão sejam incorporados a pequenos e médios parques solares.

Existem dois tipos de sistema de supervisão no mercado, o Centralizado e o Distribuído. O primeiro é feito remotamente, sua aplicação costuma ser comercial e em prédios e casas com plantas solares integradas (*Residential and building-integrated PV – BIPV*). Como o sistema de supervisão é remoto, pode-se manter um escritório que supervisionará várias plantas solares, diluindo assim o custo de sua aplicação, já que os programas e sistemas são compartilhados. Nesse caso, a performance do sistema será sempre avaliada e serão gerados alarmes para informar possíveis erros ou problemas. Fatos que usualmente são sinalizados são falhas no inversor, geração total da planta aquém do esperado, falhas de comunicação e ilhamento.

Já no segundo caso, o sistema é instalado no local da planta solar e isso é feito por meio de programas e equipamentos complexos de alto custo. Alguns sistemas centralizados

inclusive utilizam informações obtidas via satélite, como imagens para identificar movimentação de nuvens, aliado a sistemas de inteligência artificial.

Entretanto, uma adequação do método pode ser empregada com baixo custo ao utilizar-se de informações que o inversor já dispõe em sistemas de microgeração, que é a finalidade desse trabalho. A análise, realizada baseia-se em duas vertentes: para uma *string*, na comparação da energia produzida pelo sistema com sua energia estimada máxima. Assim, é possível descobrir, e avaliar, quando a capacidade de geração da *string* está abaixo do esperado. Em uma microgeração com múltiplas *strings* também é possível avaliar, proporcionalmente à capacidade da *string*, se a produção de energia está coerente ou desproporcional. Isso é feito utilizando-se de informações que a planta fotovoltaica originalmente já fornece. A energia estimada máxima dependerá principalmente da irradiância e temperatura dos locais em que o sistema foi instalado, além da configuração de instalação dos painéis e possíveis associações. As informações meteorológicas podem ser obtidas por meio de agências governamentais que mantêm estações espalhadas pelo território nacional, com livre acesso aos seus dados. Assim, os custos seriam reduzidos ao evitar o uso de sensores específicos.

Com a aplicação dessas estratégias de supervisão, pode-se identificar alguns dos problemas que afetam o desempenho dos sistemas solares, sejam temporários ou fixos. Os primeiros podem ocorrer devido ao sombreamento (Pendem e Mikkili 2018), em que existem obstáculos próximos como prédios, árvores, chaminés e até por nuvens (Lappalainen e Valkealathi 2017). O sombreamento parcial incorre em erros ou perdas na aplicação do algoritmo de máxima potência (MPPT), que é apresentado em Casaro e Martins (2010). Os problemas fixos podem acontecer devido a degradação de componentes, como as células solares, os módulos ou fios e contatos, além de sujeira que pode afetar significativamente o desempenho dos painéis, e até pela quebra de alguns componentes (Silvestre 2018).

Dessa forma, ao se fazer uma análise diária e mensal dos dados, pode-se identificar inconsistências na geração e alertar o dono ou a empresa que presta manutenção. Logo, não é necessário esperar meses até a próxima inspeção de rotina, o que poderia gerar perdas significativas para quem investiu nos painéis solares. Com esses objetivos, desenvolveu-se uma rotina computacional para verificação do método, como será detalhado neste artigo aplicado a uma planta real para analisar seu comportamento, e foram realizados alguns testes para mostrar sua versatilidade.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 Planta solar demonstrativa do método

Para a explanação do trabalho, foi escolhida uma planta solar de uso comum e que permitem acesso aos dados do inversor. O sistema escolhido está instalado no município de Serra, Espírito Santo, Brasil. Os painéis utilizados são de 375 W conforme o manual da Astroenergy (2018) e a associação é

composta por 2 *strings* de 10 painéis cada. A configuração é algo importante na instalação da planta e interfere na aplicação das técnicas de supervisão. Os melhores tipos para cada caso podem ser vistos em Cadaval (2013).

O sistema foi instalado em 24 de julho de 2019 e possui um arranjo total de 7,5 kWp. As *strings* estão instaladas no telhado da residência. O inversor utilizado (WEG) permite dois processos de MPPT independentes e fornece os dados de corrente, tensão, entre outros.

## 2.2 Estratégias de supervisão

Com a configuração do sistema solar escolhido, é possível aplicar as duas técnicas de supervisão. A primeira baseia-se na comparação da energia das duas *strings* que estão em um mesmo local e com inclinações iguais. Sob essas condições a energia gerada por cada uma deve, a princípio, ser igual. Logo, basta comparar a energia em períodos determinados de tempo e observar se há alguma diferença nesses valores que, ao se manter em uma sequência de dias ou horários, pode indicar problemas que passam despercebidos e que levam a prejuízos a médio ou longo prazo. Como, idealmente, as gerações são iguais, a tolerância de diferença nesse caso deve ser considerada pequena. Os sistemas de monitoramento on-line que acompanham as instalações de baixa potência usualmente não disponibilizam a potência por *string*, apenas a total gerada pela planta. Entretanto, cada *string* carrega seu próprio MPPT, e a informação da corrente injetada é disponibilizada, permitindo que o sistema supervisor calcule a respectiva potência gerada, viabilizando a aplicação desta primeira técnica.

A segunda técnica, apontada por Silvestre (2018), é a principal e, aplicada junto com a anterior, são complementares. Isso acontece pois, ao utilizar apenas uma, pode-se não identificar todos os tipos de problemas. Comparando-se as duas *strings* não é possível saber se os painéis geraram o máximo possível dentro das condições climáticas em dado momento. Ao comparar a energia estimada máxima e a energia gerada, essa lacuna é preenchida. As comparações podem ser feitas mensal e diariamente, e ainda pelos horários de cada dia.

Além disso, com a última estratégia apresentada, é possível analisar a eficiência do sistema a partir do dia de sua instalação ou manutenção periódica. Para isso, será escolhido um dia de boa irradiância, que segue a curva tradicional de aumentar a radiação solar até o meio dia e diminuir gradativamente até escurecer, e que a geração do sistema seguiu esse comportamento. Com o padrão definido, serão observados quais dias desviaram-se desse, e serão definidos parâmetros para possíveis intervenções para correção dos problemas.

## 2.3 Cálculo da energia máxima estimada

Para calcular a energia ideal que os painéis deveriam gerar em cada momento, é necessário utilizar (1), retirada de Singh e Banerjee (2015).

$$E_{pv} = G \times A \times N_{pcu} \times N_{pv} \times (1 + PTC \times (T_{surface} - T_{std})/100) \quad (1)$$

Em que  $E_{pv}$  é a energia (kWh),  $G$  é a irradiância solar ( $W/m^2$ ) fornecida no período de 1 hora,  $A$  é a área do painel solar ( $m^2$ ),  $N_{pcu}$  é a eficiência do inversor,  $N_{pv}$  é a eficiência do painel fotovoltaico,  $PTC$  é o coeficiente de temperatura da potência (%/C),  $T_{std}$  é a temperatura nominal de operação do painel ( $^{\circ}C$ ) e  $T_{surface}$  é a temperatura da superfície do painel ( $^{\circ}C$ ). Todos os parâmetros de (1) são retirados dos manuais do inversor e do painel, exceto os valores de irradiância e temperatura da superfície do painel.

Para se obter os valores de radiação solar e temperatura do local em que o sistema está instalado, utilizou-se o banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) presente em INMET (2020). Só no estado do Espírito Santo, são 13 estações meteorológicas espalhadas pelo seu território. A mais próxima do local escolhido é a Vitória-Goiabeiras-A612, localizado no município de Vitória. Os dados podem ser obtidos de acordo com um intervalo de tempo pré-estabelecido e são informados por hora, integrados de minuto a minuto.

Diante desse ponto, encontra-se outro problema a ser resolvido: a temperatura ambiente não é a mesma da superfície do painel. Pode-se aplicar uma correção vista em (2), retirada de Fiorotti (2015) e Abdelaziz, Hegazy, El-khattam e Othman (2015).

$$T_{surface} = T_a \times \frac{r \times (T_{std} - 20)}{0,8} \quad (2)$$

Onde  $T_a$  é a média da temperatura ambiente no período ( $^{\circ}C$ ) e  $r$  é a irradiância solar ( $kW/m^2$ ), ambos fornecidos pelo INMET.

## 3. RESULTADOS

As teorias apresentadas nesse trabalho foram aplicadas desenvolvendo um programa no software Matlab com os dados da usina já informada, e que é alimentado com os valores estimados máximos da energia gerada a cada hora, obtidos a partir de informações meteorológicas disponibilizadas pelo INMET. Foram 210 dias de dados, a partir de 24 de julho de 2019, e considerou que cada mês é composto por 30 dias. Logo, há 7 meses para a análise. O diagrama de fluxo da Fig. mostra o funcionamento da análise.

O programa baseia-se na análise da eficiência mensal do sistema. Em cada mês, divide-se a energia gerada pela energia máxima estimada, e este parâmetro é chamado de eficiência. Na inicialização, adota-se o desempenho do primeiro mês como o padrão.

Na sequência, o programa realiza dois procedimentos: calcula a eficiência diária por *string* e a diferença da energia gerada também por *string*, ambos por hora e por dia. Para a aplicação do primeiro cálculo, é necessário escolher um dia de boas condições de irradiância e temperatura. Após análise dos dados obtidos, escolheu-se o décimo dia disponível, 2 de agosto de 2019. Com esses dados, pode-se traçar o comportamento ideal que as *strings* devem ter ao longo do dia e, assim, descobrir em quais horários há problemas ou inconsistências

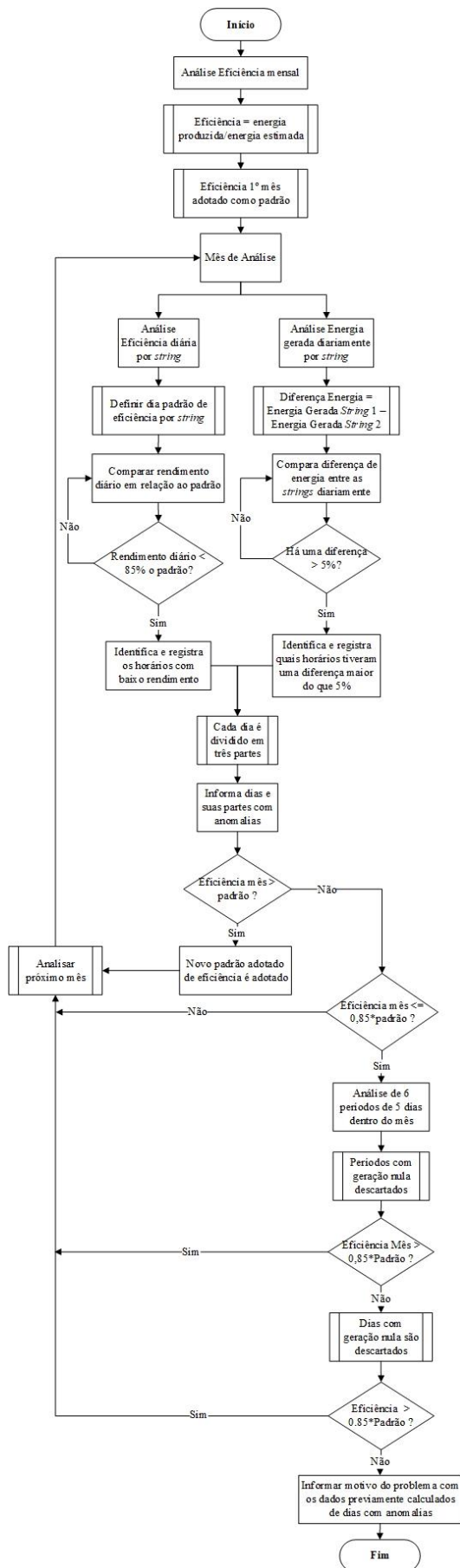


Fig. 3: Diagrama de fluxo do programa.

Para facilitar as análises futuras, cada dia foi dividido em 3 períodos: manhã, entre 5h e 9h; almoço entre 10h e 14h; e tarde, entre 15h e 19h. Esses são os horários que, ao longo do ano, há irradiância no local da planta e, conseqüentemente, geração de energia. A Fig. 4 mostra os dados do dia escolhido.

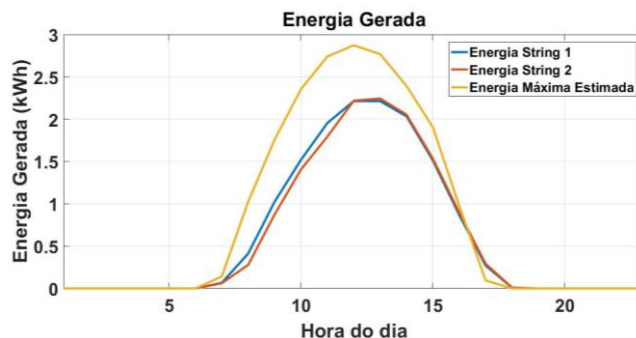


Fig. 4: Curvas de geração de energia das strings e energia estimada máxima ao longo do dia.

O programa foi feito para tolerar uma diferença para menos nos valores de eficiência de 15%. Caso seja maior do que isso, é assinalado o período do dia em que houve um problema. Por fim, o programa imprime na tela quais dias e períodos tiveram inconsistências na geração ao longo do mês de análise.

Logo, começa a segunda análise. Essa, mais simples, baseia-se na comparação da energia gerada entre as strings. O programa registra e apresenta os problemas da mesma forma que foi feita anteriormente. Como é uma técnica que complementa a anterior, a tolerância é menor e foi definida como 5%. Isso é feito pois pequenos valores podem não afetar a eficiência do sistema no final do mês e, conseqüentemente, podem passar despercebidos pelo programa. Assim, o operador do sistema teria informações suficientes para operar independentemente da análise do programa, a seu critério. Uma pequena diferença que permanece por muitos meses e anos pode levar a um prejuízo grande ao investidor do sistema. Assim, pode-se optar por corrigi-lo quando conveniente.

As duas etapas antes descritas são para munir o programa de informações necessárias para encontrar problemas. Dessa forma, a análise principal do programa se inicia. A eficiência de cada mês é comparada com o padrão estabelecido. Se esse valor for maior do que a eficiência padrão, é então adotado como novo valor de referência. Caso esse valor seja 15% menor, busca-se primeiro eliminar os dias de geração nula. Isso é feito pois este é um problema que não é tratado pelo programa, visto que a maioria dos inversores já informam quando o sistema não está gerando energia, está desligado ou desconectado da rede. Assim, recalcula-se a eficiência desconsiderando os dias de geração nula, de forma a evitar que esses valores influenciem na análise. Cada mês foi considerado com 30 dias e foi dividido em 6 períodos iguais, de 5 dias. Caso o novo valor de eficiência esteja dentro da tolerância, o programa avisa que o mês obteve um desempenho razoável e pula para a análise do próximo. Caso isso não seja verdade, busca-se a fonte do problema.

Como o programa já calculou os possíveis problemas que podem ter ocorrido durante o mês, nessa etapa o operador é

informado quais situações que provocaram o desempenho ruim do sistema. É possível saber qual *string* gerou menos, quais os dias isso aconteceu e em quais períodos. Dessa forma, pode-se tomar a melhor decisão quanto à manutenção do sistema, se vai ser antecipada ou esperar até a inspeção periódica. Assim, podem ser evitados prejuízos e diminuir o tempo de retorno financeiro para o investidor.

Como exemplo de aplicação do programa, serão mostrados resultados com os dados reais da planta e, após isso, testes que foram feitos para mostrar possíveis problemas. Como pode ser visto na Fig. , nenhum mês obteve problemas de eficiência, exceto o quinto, em que durante vários dias seguidos o sistema estava desligado devido a uma situação que ocorreu na casa do cliente. O programa então desconsiderou esses dias e calculou a nova eficiência do sistema.

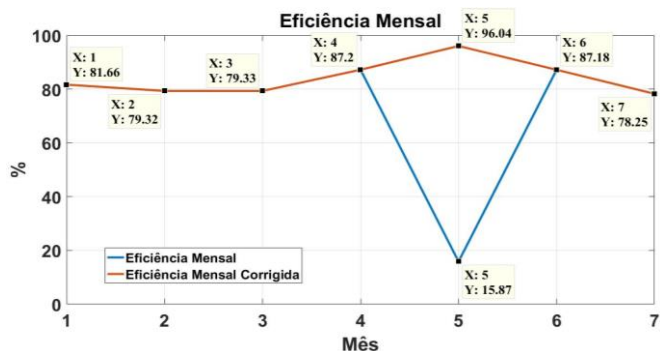


Fig. 5: Eficiência mensal e eficiência mensal corrigida dos 7 meses de análise.

A Tabela 1 resume os dados informados pelo programa. O único mês que apresentou alguma inconsistência que pode representar algum problema foi o sétimo. Durante 6 dias, houve uma baixa eficiência do sistema. Porém, como isso desapareceu, não se torna necessário uma análise apurada. Logo, durante esse período, não houve problemas consideráveis.

**Tabela 1. Resumo dos dados apresentados pelo programa**

Mês	Diferença <i>strings</i> (dias)	Baixa Eficiência <i>String 1</i> (dias)	Baixa Eficiência <i>String 2</i> (dias)
1	2 e 11	2	2
2	-	35 e 40	35 e 40
3	80	69	69
4	-	-	-
5	-	123 ao 147	123 ao 147
6	-	-	-
7	-	191 ao 196	191 ao 196

Como o comportamento do sistema com os dados reais é bom, foram modificadas algumas leituras de forma a mostrar como o programa funcionaria em situações em que problemas existem.

O primeiro teste feito foi impor no mês 6 que, em seus 20 últimos dias, a *string 2* gerasse 50% do que realmente gerou. Isso poderia ocorrer devido a um sombreamento esporádico, que surge apenas em determinada época do ano, ou algo que foi construído ou colocado próximo ao sistema e provocou o

sombreamento. Dessa forma, o gráfico de eficiência pode ser visto na Fig. 6. A eficiência do mês 6 reduziu de 87,18% para 72,83%, uma queda considerável. E, agora, isso representa uma forte queda em relação ao mês anterior que leva o programa a considerar o mês com um desempenho ruim.

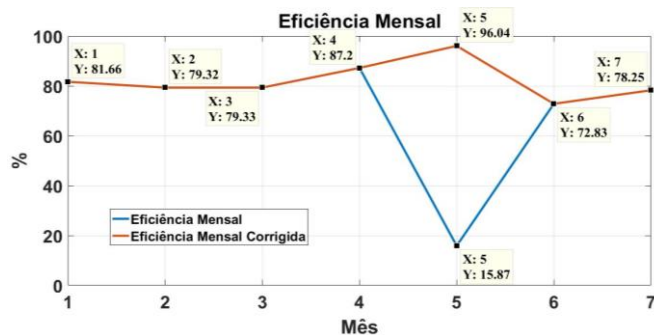


Fig. 6: Eficiência mensal e eficiência mensal corrigida no primeiro teste.

A Tabela 2 resume os dados informados pelo programa. Como pode ser observado, nos dias 161 ao 180, a *string 2* obteve uma baixa eficiência e isso provocou a diferença de geração entre as *strings*. Dessa forma, o programa informa os motivos do problema ao operador do sistema, que hipoteticamente decidiu por adiantar uma manutenção para corrigir tal situação. Logo, no próximo mês, não há mais problemas.

**Tabela 2. Resumo dos dados apresentados no primeiro teste**

Mês	Diferença <i>strings</i> (dias)	Baixa Eficiência <i>String 1</i> (dias)	Baixa Eficiência <i>String 2</i> (dias)
1	2 e 11	2	2
2	-	35 e 40	35 e 40
3	80	69	69
4	-	-	-
5	-	123 ao 147	123 ao 147
6	161 ao 180	-	161 ao 180
7	-	191 ao 196	191 ao 196

A diferença de energia gerada entre as *strings* pode ser vista na Fig. 7. Esse valor que, antes, era pequeno, passou a níveis significativos com uma média de 10 kWh por dia. Caso esse problema permanecesse por mais 1 mês ou até a manutenção periódica do sistema, que seria depois de completado 270 dias, o cliente teria um prejuízo grande.

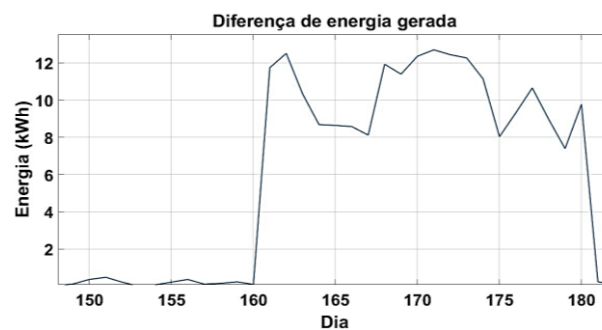


Fig. 7: Diferença de energia gerada entre as *strings* em kWh.

Por último, foi feito um outro teste para observar uma situação que pode passar despercebida e não necessariamente afeta a

eficiência mensal do sistema. Nos 10 últimos dias do mês 2 foi imposto que, no período da manhã, a string 1 gerou 70% de sua capacidade real. Além disso, essa situação se repete por todo o mês 3.

O objetivo desse teste é que, passado o primeiro mês com problema, esse valor pouco representativo não tenha afetado a eficiência do sistema e, conseqüentemente, não leva a prejuízos tão grandes para o proprietário que justificasse uma intervenção. Logo, nada é feito e mantém-se o sistema em observação. Entretanto, como o problema persiste ao longo de todo o mês seguinte, ao final deste, deve ser proposta uma análise da situação para encontrar o problema. A Fig. mostra a eficiência do sistema testado.

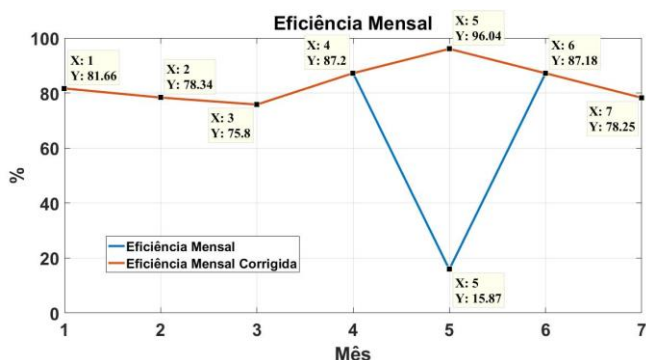


Fig. 8: Eficiência mensal e eficiência mensal corrigida no segundo teste.

Como pode ser visto, a queda na eficiência do sistema no mês 2 e 3 não é tão significativa quando comparado com os dados reais, da Fig. Entretanto, se nada fosse feito e tal problema permanecesse, a tendência de queda na eficiência iria permanecer ou o problema se repetiria esporadicamente e, assim, o prejuízo a longo prazo seria grande para o proprietário. Logo, é proposta a intervenção para correção do problema que, a partir do mês 4, não existe mais. A Tabela 3 resume os dados informados pelo programa.

**Tabela 3. Resumo dos dados apresentados no segundo teste**

Mês	Diferença strings (dias)	Baixa Eficiência String 1 (dias)	Baixa Eficiência String 2 (dias)
1	2 e 11	2	2
2	52 ao 60	35 e 40	35 e 40
3	61 ao 79 e 81 ao 90	62, 69 e 82	69
4	-	-	-
5	-	123 ao 147	123 ao 147
6	-	-	-
7	-	191 ao 196	191 ao 196

A geração pelo período da manhã não é tão significativa a ponto de uma redução de 70% desta chegue a afetar a eficiência da string ao longo do dia. Entretanto, como informado anteriormente, gera prejuízos a médio e longo prazo. A Fig. 9 mostra o comportamento das strings ao longo do período de teste. Observa-se que a diferença na geração aumenta a partir do dia 52 e chega a uma média de 1 kWh.

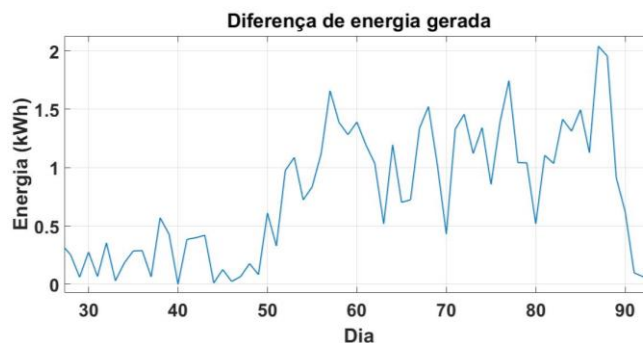


Fig. 9: Diferença de energia gerada em kWh.

#### 4. CONCLUSÕES

Com esse trabalho, apresentou-se como aplicar técnicas de supervisão de sistemas fotovoltaicos ainda não utilizadas na microgeração fotovoltaica. Além disso, foi desenvolvido um programa que, ao se inserir dados de uma usina já existente e com uma configuração pré estabelecida, trata-os e informa de possíveis problemas que podem ter ocorrido, de forma a beneficiar o dono do sistema e a empresa que o instalou. O fluxograma disponibilizado, adequado ao sistema de duas strings analisado, pode facilmente ser estendido a sistemas com outras configurações.

A partir da análise e comparação, dia a dia e mensalmente, da geração teórica esperada, da geração real obtida, das similaridades e diferenças de geração entre strings, pode-se gerar relatórios da qualidade do sistema como um todo e, além disso, alertar sobre possíveis problemas em alguma string. Dos resultados, é possível avaliar a necessidade de uma antecipação de manutenção.

Para trabalhos futuros, pretende-se passar o programa para uma linguagem que possa ser utilizada em outros sistemas operacionais e que não dependa de um software específico, como Python. Então, com a finalidade de expandir sua aplicação, o programa será desenvolvido e aplicado em novas usinas solares com diferentes configurações e associações.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

#### REFERÊNCIAS

Abdelaziz, A.y.; Hegazy, Y.g.; El-Khattam, Walid; Othman, M.m.. *Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks*. Electric Power Systems Research, v. 119, p. 34-44, fev. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.09.005>.

ANEEL, Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>, acessado 02/06/2020, 2020A.

ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída: Informações compiladas e mapa. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>, acessado 03/06/2020. 2020B.

Astroenergy, “AstroSemi™ 355W ~ 375W 5BB-Monocrystalline PV Module,” CHSM72M-HC Series Data sheet, Maio 2018.

Casaro, Marcio Mendes e Martins, Denizar Cruz. *Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. Sba Controle & Automação [online]*. 2010, vol.21, n.2, pp.159-172. <https://doi.org/10.1590/S0103-17592010000200005>.

INMET: Estações Automáticas. [S. l.], 2020. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acesso em: 4 maio 2020.

Fiorotti, R. *Metodologia para determinar a potência firme das unidades de geração distribuída e sua aplicação no processo de previsão de demanda das redes de distribuição de energia elétrica*. Orientador: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin. 2015. 82 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

Lappalainen, K., & Valkealahti, S. (2017). *Photovoltaic mismatch losses caused by moving clouds*. Solar Energy, 158, 455–461. [doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.001](https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.001).

Pendem, S. R., & Mikkili, S. (2018). *Modelling and performance assessment of PV array topologies under partial shading conditions to mitigate the mismatching power losses*. Solar Energy, 160, 303–321. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.010>.

Romero-Cadaval, Enrique et al. *Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants: Components and Operation*. IEEE Industrial Electronics Magazine, [s.l.], v. 7, n. 3, p.6-20, set. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/mie.2013.2264540>.

Sauaia, Rodrigo Lopes. *Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Status, Oportunidades e Desafios*. Brasília (DF): Seminário Agro em Questão - Energias Renováveis - Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA), 2019. ABSOLAR.

Silvestre, Santiago. *Strategies for Fault Detection and Diagnosis of PV Systems*. In: YAHYAOU, Imene. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. Barcelona: Elsevier, 2018. p. 231-255.

Singh R. and Banerjee R., “*Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city*,” Solar Energy, vol. 115, pp. 589–602, May 2015.

WEG, “Inversor String SIW300H,” M050. <https://www.weg.net/institucional/BR/pt/>.